

INFORME EJECUTIVO

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo mostrar los resultados del diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN en el periodo 2011 - 2020, de acuerdo a lo establecido en el *Reglamento de Transmisión* y en los *Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión*.

2. CRITERIOS Y METODOLOGÍA

CRITERIOS GENERALES

- La operación del SEIN tiene como principales objetivos minimizar los costos de operación, mantenimiento y racionamiento, manteniendo en lo posible los flujos de potencia por las líneas y transformadores, así como las tensiones en el sistema, dentro de sus límites operativos.
- Se ha considerado dos horizontes de estudio: El corto plazo que comprende el periodo 2011-2013 y el largo plazo que comprende el periodo 2014-2020.

METODOLOGIA

Para el estudio de corto plazo el diagnóstico se desarrolla mediante un análisis energético y un análisis eléctrico. El análisis energético de corto plazo tiene como objetivo determinar los despachos de generación a mínimo costo, los costos marginales, las congestiones en el sistema de transmisión y en el suministro de gas natural, así como los posibles racionamientos. El análisis eléctrico de corto plazo permite identificar: las restricciones en líneas de transmisión y principales transformadores del SEIN, los problemas de tensión y requerimientos de compensación reactiva, así como los niveles de cortocircuito y los problemas de seguridad en el sistema.

El análisis en el largo plazo se basa en un balance de potencia entre la generación y la demanda, para determinar si los proyectos de generación posibles de construir a la fecha, bajo ciertas hipótesis, son suficientes para atender la demanda en este periodo con los márgenes de reserva establecidos en la legislación vigente.

3. BASE DE DATOS

La proyección de la demanda del SEIN ha sido dividida en dos componentes, la demanda vegetativa y la demanda de los grandes clientes. La primera se ha proyectado utilizando un modelo econométrico, mientras que la segunda se basa en información proporcionada por los agentes.

Año	Potencia		Energía	
	MW	%	GWh	%
2009	4343	2.7%	30646	3.3%
2010	4588	5.6%	32388	5.7%
2011	5003	9.0%	35311	9.0%
2012	5437	8.7%	38662	9.5%
2013	5929	9.1%	42257	9.3%

El plan de obras de transmisión considera los proyectos del Plan Transitorio de Transmisión licitados o en proceso de licitación. También se ha incluido los proyectos de los concesionarios de transmisión aprobados por el MEM.

Fecha	Proyectos
Mar-2010	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV (doble terna)
Dic-2010	Proyecto NOR1 en 220 kV: Paragsha-Carhuamayo-Conocochoa-Huallanca-Cajamarca-Carhuaquero
Mar-2011	Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA
Feb-2011	L.T. Mantaro - Caravelí – Montalvo 500 Kv
Feb-2011	L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV
Mar-2011	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito)
Jul-2011	S.E. Los Industriales 220/60 kV - 180 MVA - LUZ del SUR
Jun-2012	L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV
Jun-2012	L.T. Chilca - Marcona - Caravelí 500 kV
Mar-2013	S.E. Los Industriales - Adición Transformador 220/60 kV – 85 MVA - LUZ del SUR

Para el modelamiento de la operación de las centrales hidroeléctricas se considera la hidrología histórica y las restricciones del manejo del agua. Las centrales térmicas se modelan considerando que se mantienen los costos variables vigentes, la restricción en el suministro de gas, la naturaleza dual de las máquinas de la C.T. Santa Rosa. También se ha considerado que las actuales unidades térmicas continuarían en servicio durante todo el período de estudio.

Fecha	Proyectos
Jun-2009	C.H. Poechos II (10 MW) – SINERSA
Jun-2009	C.T. Kallpa - TG2 (192.4 MW) – KALLPA
Jun-2009	CT. Generación Adicional Trujillo Norte (60 MW)-ELECTROPERU
Jul-2009	Traslado de la C.T. Calana - gas natural (22.9 MW) - EGESUR
Jul-2009	Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural (73.2 MW) - EGASA
Jul-2009	Conversión a operación dual de las Unidades UTI 5 y UTI 6 de la C.T. Santa Rosa
Jul-2009	C.H. La Joya (9.6 MW) – GEPSA
Ago-2009	C.H. Roncador (3.8 MW) - AGRO INDUSTRIAS MAJA
Oct-2009	C.T. Paíta (28 MW) -SUDAMERICANA DE ENERGIA
Oct-2009	C.T. Chilca I - TG3 (192.7 MW) – ENERSUR
Nov-2009	Ampliación Presa Huangsh Bajo (4.5 MMC) - ELECTROANDES
Nov-2009	C.H. Platanal (220 MW) – CELEPSA
Ene-2010	C.T. Tarapoto (12 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-2010	C.T. Bellavista (3.2 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-2010	C.T. Moyobamba (3.2 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-2010	C.T. Santa Rosa - TG8 (188.6 MW) – EDEGEL
Feb-2010	C.H. Pías I (12.5 MW) - AGUAS Y ENERGIA PERÚ
Feb-2010	Interconexión al SEIN de CC.HH. Carpapata (11.5 MW) - CEMENTO ANDINO
Mar-2010	C.T. Las Flores - TG1 (192.5 MW) – EGENOR
Jul-2010	C.T. Kallpa - TG3 (192.4 MW) – KALLPA
Feb-2012	C.H. Machupicchu II-Etapa (101.75 MW) – EGEMSA
Jul-2012	Ciclo Combinado CENTRO1 (280 MW)

El plan de obras de generación de corto plazo considera en primera instancia los proyectos que cuentan con estudios de Operatividad o Pre Operatividad. De manera complementaria se ha incluido los proyectos más probables de entrar en operación en este período. Las fechas han sido obtenidas considerando si el proyecto cuenta con los estudios de Pre Operatividad o de Operatividad aprobados por el COES o si estos estudios están en proceso de elaboración.

4. RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS ENERGÉTICO 2011-2013

CASO BASE

El consumo esperado de gas natural de Camisea para generación eléctrica superará los 350 MMPCD en los años 2011, 2012, por lo que en el tramo entre Pisco y Lima sería necesario una ampliación de la capacidad de transporte mayor a la del contrato de Transportadora de gas del Perú.

Los costos marginales diferenciados en la zona Sur Medio (Independencia, Ica y Marcona) en el año 2010, luego del ingreso de las ampliaciones de carga en SHOUGANG, evidencian la necesidad de ampliar el sistema de transmisión en esta zona.

Las unidades duales de la CT Santa Rosa (la TG7 para esta simulación), añaden mayor disponibilidad de potencia en el SEIN a mayor costo del combustible.

El consumo de gas natural para generación eléctrica se mantendrá por debajo de 280 MMPCD hasta Mayo de 2010 y en menos de 350 MMPCD en la época de avenida del 2011.

Las unidades de generación adicional resultan necesarias solo por seguridad del sistema y se despachan de manera marginal solo en periodos de estiaje.

En el Escenario Base no existe déficit de generación, ya que la demanda resulta abastecida completamente por la oferta de generación planteada.

CASO DE SENSIBILIDAD SIN RESTRICCIÓN DE GAS

El consumo de gas natural para generación eléctrica resulta cercano a los 400 MPCD en el año 2011 y mayor a 450 MPCD en el año 2013, valores que superan la capacidad de transporte del contrato con TGP.

La capacidad de transmisión no restringe el incremento de la producción originada por la eliminación de la restricción de suministro de gas.

CASOS DE SENSIBILIDAD CON DEMANDA OPTIMISTA Y PESIMISTA

La demanda en el escenario optimista de crecimiento de la demanda en el periodo 2011-2013 es cubierta mediante un incremento de 13 % en la generación térmica, presentándose un déficit de generación de 1% en el año 2013. Por la falta de proyectos de generación eléctrica, los costos marginales del año 2013 en el escenario de demanda optimista se incrementan hasta el valor del costo de racionamiento.

Al presentarse variaciones poco significativas en las congestiones de las líneas de transmisión en el escenario de demanda optimista, se concluye que desde la perspectiva energética, el sistema de transmisión es suficiente para afrontar los incrementos de demanda optimista asumidos.

En un escenario pesimista de crecimiento de la demanda en los años 2011 y 2012 se podría utilizar el gasoducto sin llegar a congestionarse, aun así en el año 2013 los resultados muestran significativas congestiones.

4.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELECTRICO 2011-2013

CASO BASE

El ingreso del proyecto de transmisión NOR1 (Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Carhuaquero en 220 kV), previsto para ingresar en diciembre de 2010, descongestionará la línea de 220 kV Zapallal-Paramonga-Chimbote-Trujillo, por lo cual no debería tener ningún retraso.

Hacia fines del 2013 se producirán congestiones en las líneas de 220 kV Zapallal-Ventanilla-Chavarría, por lo cual es necesario desarrollar un proyecto para superar esta restricción.

En estiaje se aprecia deterioro en las tensiones en la zona de Piura, de tal forma que la desconexión intempestiva de la TGN4 de Malacas puede conducir al colapso de tensión en Talara. En reemplazo de la TGN4 se puede despachar las unidades turbogas Mitsubishi de Malacas y las unidades Mak de Tumbes.

Con la finalidad de ejercer un buen control de tensiones en los nodos de 220 kV los proyectos de transmisión en 500 kV Chilca-Zapallal, Zapallal-Trujillo y Chilca-Marcona, se deberá contar con transformadores de 500/220 kV con regulación automática bajo carga.

Los resultados muestran que los proyectos Repotenciación de la L.T. de 220 kV Mantaro-Socabaya y la L.T. de 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo son enlaces de transmisión complementarios en el envío de energía eléctrica hacia el Sur. Sin embargo el enlace de 500 kV solo conduciría el 40 % del total a transmitirse hacia el Sur, ya que su impedancia prevista es mayor que a la impedancia del enlace de 220 kV. El retraso simultaneo de ambos proyectos conducirá al despacho por congestión de unidades que se apartarían del despacho económico, o en el extremo llevaría al deterioro de la seguridad del abastecimiento en el Sur.

Para cubrir el suministro de energía a las nuevas cargas mineras en la zona de Marcona es importante el proyecto Chilca-Marcona en 500 kV (supuesto para julio de 2012) o un proyecto de transmisión alternativo en 220 kV. Sin estos refuerzos, la línea existente de 220 kV Ica-Marcona, se congestionará y será necesario el

despacho forzado de las unidades de la C.T. San Nicolás, además de equipamiento adicional de compensación reactiva para el control de tensiones. Es importante estudiar con detalle el desarrollo de la transmisión para esta zona.

CASOS DE SENSIBILIDAD

Los resultados muestran que el retraso de los proyectos concesionados NOR1, repotenciación de la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya y la línea de 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo tendrían mayor incidencia en la operatividad del SEIN. El proyecto Chilca-Zapallal tendría cierta holgura en cuanto a su fecha de ingreso al SEIN, mientras que la línea Machupicchu-Cotaruse podría retrasarse hasta la fecha de entrada de la ampliación de la C.H. Machupicchu.

De los proyectos no concesionados, Chilca-Marcona en 500 kV y Zapallal-Trujillo en 500 kV resultan importantes. Chilca-Marcona 500 kV constituiría la vía principal de abastecimiento a Marcona. En caso contrario será necesario un segundo circuito Ica-Marcona en 220 kV mas equipamiento de compensación reactiva variable (SVC). Un proyecto de generación a gas natural en Marcona del orden de 260 MW, haría que uno u otro proyecto pierda importancia y se requiera solo un circuito adicional de 220 kV para mantener la confiabilidad de suministro.

El retraso del proyecto Zapallal-Trujillo de 500 kV por 6 meses provocaría mayor generación térmica en la zona Norte para limitar el flujo en la línea Zapallal-Paramonga-Chimbote-Trujillo a su capacidad máxima. En el mediano y largo plazo, esta línea será la principal vía de conexión entre el Centro y el Norte.

El requerimiento de transmisión asociado a una central térmica a gas natural de 135 MW (proyecto BPZ) en Zorritos comprende un circuito en 220 kV adicional al existente entre Talara y Piura.

El requerimiento de transmisión asociado al incremento de la capacidad de generación en base a gas natural en la zona de Chilca, lo conforman las líneas de 220/500 kV Chilca-La Planicie-Zapallal, de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya repotenciada, de 500 kV Zapallal-Trujillo y Mantaro-Caravelí-Montalvo en 500 kV.

NIVELES DE CORTOCIRCUITO

Mientras se desarrollan los proyectos que resuelvan de manera definitiva los efectos del incremento de las corrientes de cortocircuito en las subestaciones Chavarría, Santa Rosa y San Juan de Miraflores, se deberá adoptar medidas transitorias para reducirlas a valores permisibles. Entre estas medidas se puede mencionar la separación de barras y/o la instalación de reactancias en los neutros de los transformadores.

4.3 ANALISIS EN EL PERIODO 2014-2020

Para el período 2014 –2020 la proyección de la demanda es la siguiente:

Año	Potencia		Energía	
	MW	%	GWh	%
2014	6443		45695	
2015	6823	5,9	48 770	6,7
2016	7253	6,3	51 993	6,6
2017	7697	6,1	55 331	6,4
2018	8139	5,7	58 640	6,0
2019	8621	5,9	62 011	5,7
2020	9082	5,4	65 378	5,4

Por la incertidumbre en la cobertura de la oferta de generación se ha elaborado un programa de generación que considera los proyectos hidroeléctricos con concesión definitiva (con una fecha estimada de ingreso), los proyectos de concesión temporal de las empresas generadoras integrantes del COES y los proyectos hidroeléctricos ubicados en la selva previstos para la exportación de energía a Brasil (asumiéndose un 20% de aporte de potencia al SEIN).

Fecha	Proyecto
2014	TV 2 en zona de Chilca (176 MW)
2014	C.T. BPZ (135 MW)
2014	TURBO GAS DUAL D2 1N (180 MW)
2014	TURBO GAS DUAL D2 1C (180 MW)
2014	TURBO GAS DUAL D2 1S (180 MW)
2014	C.H. HUANZA (90 MW)
2014	C.H. PUCARA (130 MW)
2014	C.H. CHEVEZ (169 MW)
2015	C.H. SAN SANTA RITA (255 MW)
2015	C.H. SAN GABAN I (110 MW)
2015	C.H. MARAÑON (96 MW)
2015	C.H. OLMOS I (120 MW)
2015	C.H. STA TERESA (90.7 MW)
2015	C.H. LA VIRGEN (64 MW)
2016	C.H. CERRO DEL AGUILA (400 MW)
2017	C.H. CURIBAMBA (163 MW)
2018	C.H. INAMBARI (400 MW)
2019	C.H. PAQUITZAPANGO (260 MW)
2019	C.H. SUMABENII (260 MW)
2019	C.H. URRUBAMBA (188.4 MW)

Del balance obtenido en el periodo 2014-2020 se observa que el margen de reserva es menor al 29 %, que es el valor vigente determinado por el MEM según el literal e) del artículo 112 del RLCE

5. CONCLUSIONES

El Plan de Obras de transmisión previsto es suficiente para cubrir los requerimientos de transmisión en el corto plazo, aun en un escenario de demanda optimista. La ausencia de algún proyecto causará restricciones en el abastecimiento de energía a

corto o mediano plazo y el retraso de algunos proyectos causará sobrecostos en la operación. Sin embargo, la falta de proyectos de generación a mediano y largo plazo será un factor determinante en la operatividad del SEIN.

Los proyectos de transmisión aun no concesionados que deben ser puestos en marcha con mayor prioridad son:

- L.T. de 500 kV Chilca-Marcona o un proyecto de transmisión alternativo en 220 kV, que es dependiente de los desarrollos de generación local y nuevas cargas minero-industriales en la zona de Marcona.
- L.T. de 500 kV Zapallal-Trujillo, para asegurar el abastecimiento de la zona Norte del SEIN en el mediano y largo plazo.

Se propone el estudio de proyectos de alcance local para el corto plazo tales como:

- Proyecto de distribución local en 220 kV en la zona de Lima entre la nueva subestación La Planicie y una subestación de Luz del Sur que podría ser La S.E. Industriales, a fin de evitar el flujo en círculo de la energía proveniente de Chilca.
- Proyecto de Compensación Reactiva en la zona Norte, principalmente en el eje Piura-Talara-Zorritos.